



Programa de
Energías Renovables
y Eficiencia Energética
en Chile



Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile

Resumen Ejecutivo

25 agosto 2020

Por encargo de:

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsables:

Rainer Schröer/ Rodrigo Vásquez

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.minenergia.cl

Título:

**Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico
con energía renovable en Chile**

Autores:

Centro Aeroespacial Alemán (DLR)

Dr.Ing. Dipl.Phys. Michael Geyer (Coordinador)
Asesor Senior de Proyectos de Almacenamiento y Energía Solar,
DLR Instituto de Termodinámica Técnica

Dr.rer.nat. Dipl.Ing. Franz Trieb
Análisis de sistemas de energía
DLR Instituto de Termodinámica Técnica

Dipl. Ing. Dipl. Ing. Stefano Giuliano
Jefe de Sistemas de Torres Solares
DLR Instituto de Investigación Solar,



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 25 de agosto de 2020

Propiedades del documento

Título	Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile
Asunto	Resumen ejecutivo
Cliente	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional GmbH (GIZ)
Contrato	PN: 69.3020.0-001.00 "Descarbonización del sector energético en Chile"
Institutos	Termodinámica Técnica (DLR EN-TT) en cooperación con Investigación Solar (DLR EN-SF)
Compilado por	
Autores	Dr. Michael Geyer, Dr. Franz Trieb, Ing. Stefano Giuliano
Revisado por	
Coordinado por	Dr. Michael Geyer
Fecha	25 de agosto de 2020
Versión	V5

Tabla de contenido

PROPIEDADES DEL DOCUMENTO	3
1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES.....	5
1.1. ANTECEDENTES - DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CHILE.....	5
1.2. SALIDA DEL CARBÓN ALEMÁN Y CONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN.....	6
2. CONVERSIÓN CENTRALES A CARBÓN CHILENAS EN PLANTAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO	7
2.1. RECONVERSIÓN DE PLANTAS DE CARBÓN CON ALMACENAMIENTO DE SALES FUNDIDAS	7
2.2. ESTUDIO DE UNA CENTRAL A CARBÓN EN CHILE RECONVERTIDA CON ALMACENAMIENTO CON SALES FUNDIDAS	9
2.2.1. <i>Supuestos técnicos</i>	9
2.2.2. <i>Supuestos de costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX)</i>	10
2.2.3. <i>Costo nivelado de descarga de electricidad</i>	13
3. PLANTAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO PARA CUBRIR LA FUTURA CARGA RESIDUAL DE CHILE... 14	
3.1. PLANTAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO PARA EL ESCENARIO A DE LA PELP	17
3.2. PLANTAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO PARA EL ESCENARIO E DE LA PELP	19
4. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y PRÓXIMOS PASOS	24
5. REFERENCIAS.....	25

1. Introducción y antecedentes

1.1. Antecedentes - Descarbonización del sector energético en Chile

El crecimiento económico de Chile en los últimos años ha llevado a un aumento constante de las necesidades energéticas del país. Para asegurar el suministro de energía después de la pérdida de suministro de gas desde Argentina en 2004, se construyeron centrales térmicas en base a carbón importado. Hoy en día, los efectos sobre el clima se pueden ver claramente: en 2018 el sector eléctrico fue responsable del 39% de las emisiones de GEI; el carbón representó casi el 80% de este porcentaje. En 2019, el 57% de la energía eléctrica requerida se generó a partir de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el diésel(1).

Por otra parte, Chile con más de 1.800 GW, ofrece un enorme potencial para el uso de las energías renovables y en los últimos años ha desarrollado una gran dinámica para explotar este potencial de la mejor forma. En 2019 la potencia instalada de energías renovables conectadas al sistema eléctrico, tales como la hidroeléctrica, solar, eólica, geotermia y biomasa asciende a unos 11 GW, es decir aproximadamente el 46% de la electricidad es generada de forma sostenible. Como parte de este desarrollo, el gobierno anunció en 2019 que Chile sería carbono neutral para 2050.

Estas ambiciones se ven reconocidas por la intención de eliminar completamente el carbón de la matriz energética. Para lograrlo de la mejor manera posible, se formó en 2018 una comisión llamada "mesa de retiro y/o reconversión de centrales a carbón" en la que participaba la GIZ. Esta comisión elaboró recomendaciones de acción para el gobierno y analizó varias estrategias de salida. Entre otras cosas, GIZ desarrolló un estudio para la comisión en el que se examinaron las posibles alternativas de reconversión de las centrales eléctricas a carbón utilizando la infraestructura existente. En el marco de este desarrollo y del nuevo proyecto gestionado por GIZ "Descarbonización del sector energético en Chile" encargado por el Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU), se ha analizado la integración de un sistema de almacenamiento de energía térmica (en base a sales fundidas) recargable con energías renovables, en las centrales eléctricas a carbón existentes, para sustituir completamente la combustión del carbón. Esta solución tecnológica, llamada "Batería Carnot" o "Planta de Almacenamiento Térmico (siglas en inglés, TSP)", representa una forma viable de reducir las emisiones de GEI, especialmente para Chile, donde las sales se extraen y procesan para ser utilizadas para el almacenamiento térmico y donde se dispone de fuentes de energía renovable económicas.

En este Resumen Ejecutivo, se evalúan desde dos perspectivas los beneficios resultantes de la reutilización de las centrales a carbón chilenas mediante la conversión a plantas de almacenamiento térmico:

1. Evaluación del costo y beneficio del proyecto Baterías Carnot mediante el análisis del funcionamiento y el costo de la conversión de las centrales a carbón existentes, a plantas de almacenamiento térmico.
2. Evaluación de los beneficios del sistema y el costo de las TSPs para el sector eléctrico mediante el análisis del impacto de dichas plantas de almacenamiento, convertidas dentro de los escenarios A y E del plan energético chileno de largo plazo ("Planificación Energética de Largo Plazo" - PELP) (2).

1.2. Salida del carbón alemán y conversión de centrales a carbón

La idea de convertir las centrales a carbón retiradas en centrales de almacenamiento térmico fue adoptada por el programa oficial de la coalición del gobierno alemán en 2018 (7), que compromete al gobierno alemán a "examinar en qué medida los emplazamientos de las centrales eléctricas que ya no se necesiten en el futuro podrán utilizarse para grandes centrales de almacenamiento térmico" (líneas 3321-3322).

En junio de 2018, el Gobierno alemán estableció la "Comisión para el crecimiento, el cambio estructural y el empleo" para facilitar la eliminación gradual del carbón en un proceso de transición energética socialmente equilibrado. Su informe final se publicó en enero de 2019 (8), (9) recomendando una eliminación gradual del carbón a más tardar el año 2038, con una revisión en 2032 para determinar si la fecha de salida puede adelantarse al 2035. A finales de 2018, Alemania contaba con 42,6 GW de centrales a carbón activas - 19,9 GW con carbón de lignito y 22,7 GW con carbón duro - que producían el 38% del consumo anual neto en 2018. En el informe se recomienda el cierre anticipado de 12 GW de capacidad a carbón para 2022 y una mayor reducción de la capacidad (17 GW) para 2030. La generación de energía renovable se incrementará de un 40% del consumo anual neto en 2018 a un 65% en 2030, y a más del 80% en 2050. El DLR ha estimado que ese aumento de la generación de energía renovable requerirá 7 GW adicionales de capacidad de almacenamiento de 16 horas para 2030, y 25 GW adicionales para 2050, a fin de que la energía renovable eólica y solar variable sea totalmente gestionable y garantice la seguridad del suministro de energía. Las centrales a carbón retiradas y convertidas en plantas de almacenamiento podrían ser una solución muy competitiva para la transición energética alemana, conservando al mismo tiempo los puestos de trabajo. Los primeros proyectos de demostración para mostrar la viabilidad de la utilización del almacenamiento térmico para la transición energética alemana ("Energiewende") fueron propuestos por el gobierno regional alemán de Renania del Norte-Westfalia (NRW) a la "Comisión del carbón" de Alemania y se convirtieron sus recomendaciones (8), en propuestas de los proyectos "Reallabor Wärmespeicher-Kraftwerk StoreToPower" (propuesta 106) y "Malta-Projekt" (propuesta 109).

Como instrumento de apoyo a los proyectos de transición energética propuestos, el Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania lanzó en febrero de 2019 un concurso de ideas sobre laboratorios del *Word-Real* para la transformación de sistemas energéticos ("*Reallabore für die Energiewende*"), dentro de su nuevo programa de investigación energética (10). Bajo la dirección de la empresa alemana de servicios públicos RWE y con la participación del DLR, se propuso a Reallabor una conversión piloto de una central a carbón de lignito en NRW, en una planta de almacenamiento térmico, bajo el nombre "StoreToPower", y fue preseleccionada en julio de 2019 (11).

El 3 de julio de 2020, el Parlamento alemán aprobó las leyes de salida del carbón y de apoyo a las regiones carboníferas ("Kohle-ausstiegsgesetz" y "Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen") (12), que tienen por objeto fortalecer las regiones mineras tras la salida del carbón del país. Se asignarían subvenciones por un valor de 40.000 millones de euros hasta el año 2038, de los cuales 26.000 millones de euros se destinarían a medidas de infraestructura para los estados federales de Renania del Norte-Westfalia, Brandenburgo, Sajonia y Sajonia-Anhalt. Las subvenciones tienen por objeto estimular la economía en una amplia gama de esferas, como la infraestructura relacionada con las empresas, la mejora del transporte público, la infraestructura de banda ancha y de movilidad, la protección del medio ambiente y la ordenación del paisaje. El proyecto *StoreToPower* se ha incluido en la lista de proyectos que se financiarán en el marco de este proyecto de ley, el cual se encuentra actualmente en proceso de debate del *Bundestag* y el *Bundesrat* alemanes (6).

2. Conversión centrales a carbón chilenas en plantas de almacenamiento térmico

2.1. Reconversion de plantas de carbón con almacenamiento de sales fundidas

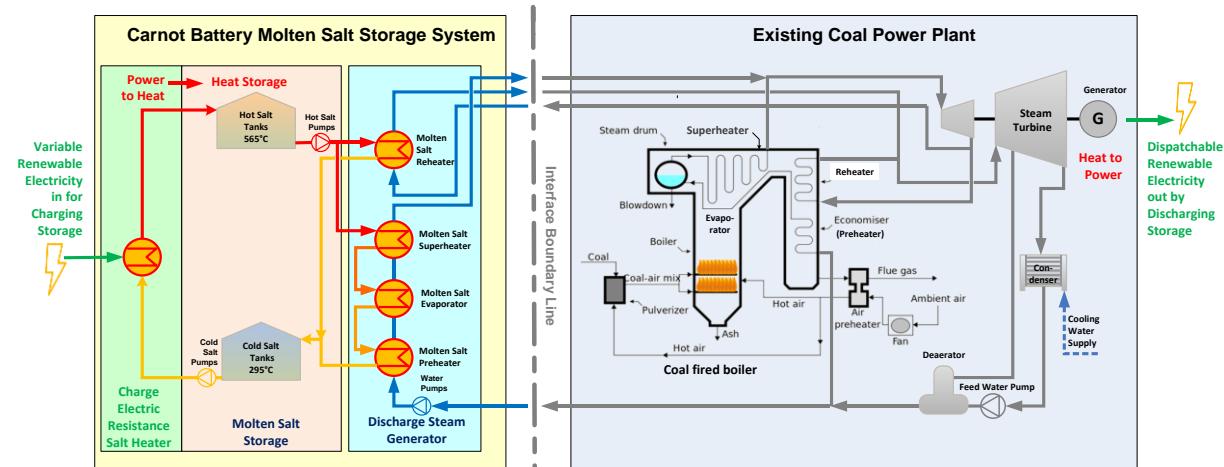


Figura 1: Integración de un sistema de almacenamiento con sales fundidas a alta temperatura en una central a carbón existente, haciendo uso de su actual ciclo de vapor Rankine.

Las centrales eléctricas a carbón que se retiran pueden recibir una nueva vida al servicio de la economía verde almacenando energía renovable en baterías térmicas, devolviendo la energía almacenada a la red utilizando los bloques de energía y las conexiones existentes. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica con sales fundidas a escala industrial con capacidad para muchas horas de almacenamiento se desarrollaron para las plantas termosolares de concentración solar de potencia (CSP) y tienen más de 10 años de trayectoria comercial.

En Chile, se está poniendo en marcha un sistema de almacenamiento con sales fundidas de 110 MWe y 17 horas de almacenamiento. Este es el proyecto CSP "Cerro Dominador" en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta en el desierto de Atacama, Chile (13) (Figura 2).

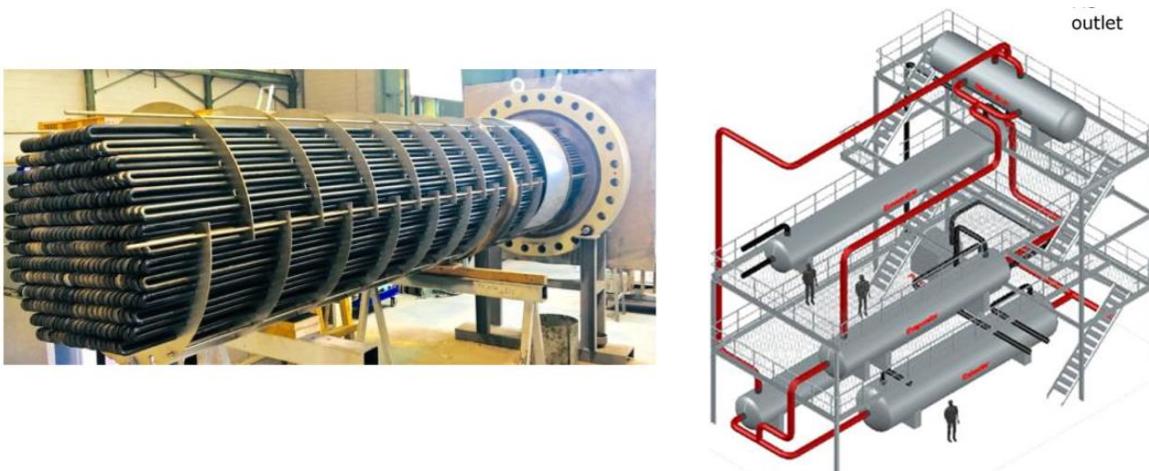
La presente propuesta, utiliza tales sistemas de almacenamiento térmico con sales fundidas para reconvertir las centrales a carbón. El proceso se ilustra en la Figura 1.



Figura 2: Sistema de almacenamiento con sales fundidas de 110 MWe y 17 horas en el proyecto de torre CSP Cerro Dominador en Chile (13)

Las plantas CSP como la de Cerro Dominador recolectan la energía solar durante el día, la convierten en calor y la almacenan en grandes tanques de sales fundidas para producir electricidad en las horas posteriores a la puesta del sol. Hay plantas CSP con hasta 17 horas de almacenamiento que permiten un funcionamiento a carga base 24/7 (3), (4).

La mezcla de sales fundidas utilizada en estos sistemas de almacenamiento es una mezcla binaria de nitrato de sodio (60%) y nitrato de potasio (40%) - son abundantes como componentes básicos de los fertilizantes utilizados. Esta mezcla de sales fundidas no es inflamable, no es tóxica y no penetra en el suelo - se congela al contacto con el suelo. La mezcla de sales fundidas tiene hasta 35 años de vida útil sin degradación o necesidad de relleno. Su alta densidad de energía específica de masa es de magnitud superior a la del agua en hidroeléctricas de bombeo y es técnicamente comparable con las baterías electroquímicas. Es capaz de alcanzar temperaturas de hasta 565°C a presión ambiente. Las mezclas de sales pueden utilizarse como fluido de transferencia de calor y pueden intercambiar fácilmente el calor con otros fluidos de trabajo como el agua/vapor (4), (5).



a) Calentadores de sal fundida de 6,6 MWe de SQM en la Planta de Nitratos de Chile Coya Sur, Chile (Fuente: Vulcanic)

b) Sistema típico de generador de vapor calentado con sales fundidas (Fuente: CSP de Aalborg)

Figura 3: Calentadores de resistencia de las sales fundidas para la carga (a) y generador de vapor calentado con sales fundidas (b)

En la central a carbón reconvertida, la sal fundida se calentaría utilizando resistencias eléctricas como se muestra en la Figura 3a, alimentadas por energía renovable. De esta manera, el excedente de energía disponible en la red desde las centrales de energía fotovoltaica y eólica puede ser almacenada como energía térmica. Posteriormente, esta energía térmica almacenada se descargará bombeando la sal caliente a través de un generador de vapor como se muestra en la Figura 3b, donde transfiere su calor al vapor de la turbina y regresa así enfriada al tanque frío. Este vapor de turbina se utiliza luego en el ciclo de vapor existente de la antigua central a carbón y genera electricidad. Con dicha planta de almacenamiento térmico, la energía renovable variable se convierte en energía firme y gestionable. Esto descarbonizará la central a carbón mientras que garantiza el 100% de la capacidad de despacho utilizando la mayoría de los equipos existentes en las plantas y conservando puestos de trabajo. Además, esto hará un uso perfecto de la infraestructura de la central existente y la conexión a la red, así como de los procedimientos operativos probados. Todos los componentes son tecnologías maduras; sólo la combinación de tecnologías es nueva.

2.2. Estudio de una central a carbón en Chile reconvertida con almacenamiento con sales fundidas

2.2.1. Supuestos técnicos

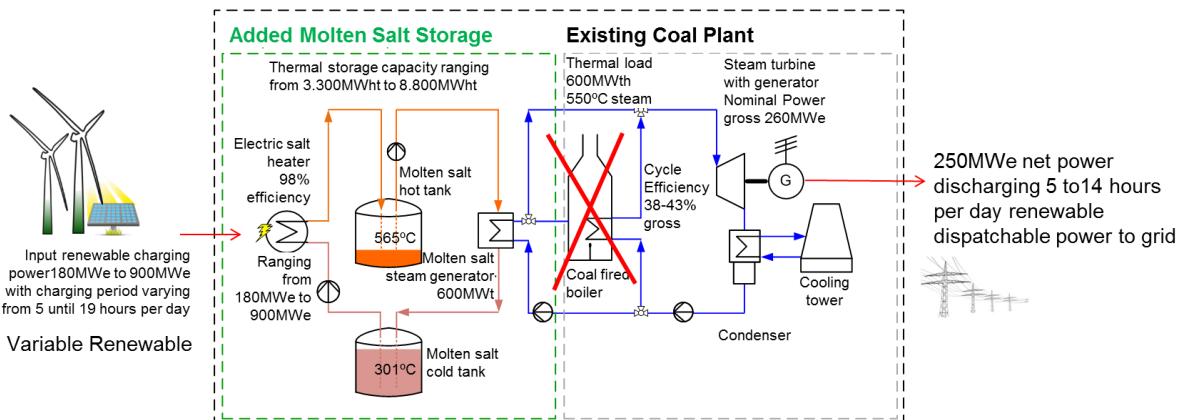


Figura 4: Reversión de una central a carbón existente de 250 MWe (neto) en Chile - ejemplo de configuración utilizada en el análisis tecnico-económico a un sistema de almacenamiento con sales fundidas de 3.300-8.800 MWht de capacidad térmica.

En esta parte del estudio se llevó a cabo un análisis técnico económico preliminar sobre el rendimiento y el costo de la adaptación de una central a carbón a un almacenamiento con sales fundidas, un calentador de resistencia y un generador de vapor con sales fundidas como se presenta en la Figura 4. En la planta de carbón seleccionada de 250MWe (neto), la caldera de carbón fue sustituida por un generador de vapor con sales fundidas para hacer funcionar el generador de la turbina con el calor de descarga almacenado en el tanque de sales calientes. Por lo tanto, en todas las variantes de análisis siguientes, la capacidad del generador de vapor con sales fundidas es constante de 600 MWt. Para cargar, la sal fundida del tanque frío se bombea a través de calentadores eléctricos de sal alimentados por energía renovable, estas se calientan hasta alcanzar su temperatura "caliente" y se almacena en el tanque caliente. Para el análisis del funcionamiento técnico y el cálculo del rendimiento energético anual, esta configuración se modeló con la herramienta de modelización del ciclo de potencia Epsilon (20).

Variante de sensibilidad	Unidad	V1-O1	V1-O2	V1-O3	V1-O10	V1-O11	V1-O12
Duración de la descarga	[horas]	5,00	5,00	5,00	8,00	12,00	14,00
Capacidad de almacenamiento térmico	[GWht]	3,33	3,33	3,33	5,15	7,57	8,79
Duración de la carga	[horas]	5,00	10,00	19,00	11,00	11,00	10,00
Capacidad de carga del calentador eléctrico de sal	[MWe]	680	340	179	478	703	897

Tabla 1: Variantes de sensibilidad de la duración de la descarga (horas de carga completa), capacidad de almacenamiento térmico, duración de la carga y capacidad de los calentadores eléctricos de sal.

Para analizar la sensibilidad del rendimiento energético anual, el factor de carga, el costo total de inversión y el costo nivelado de la electricidad (LCOE), la duración de descarga, la capacidad de almacenamiento y la duración de carga, estos se han variado de la siguiente manera:

- Duración de descarga: se varió de 5 a 14 horas de carga completa, variando la correspondiente capacidad de almacenamiento térmico de 3.300 a 8.800 MWht y el factor de carga de la planta de 20,8% (5 horas) a 58,3% (14 horas).
- Duración de carga: la duración de carga es directamente proporcional a la capacidad instalada de los calentadores eléctricos de sal y a la capacidad de almacenamiento térmico. La duración de carga varió de 5 a 19 horas, variando la correspondiente capacidad de los calentadores eléctricos de sal de 180 MWe a 900 MWe.

Las variantes de sensibilidad correspondientes se resumen en la Tabla 1.

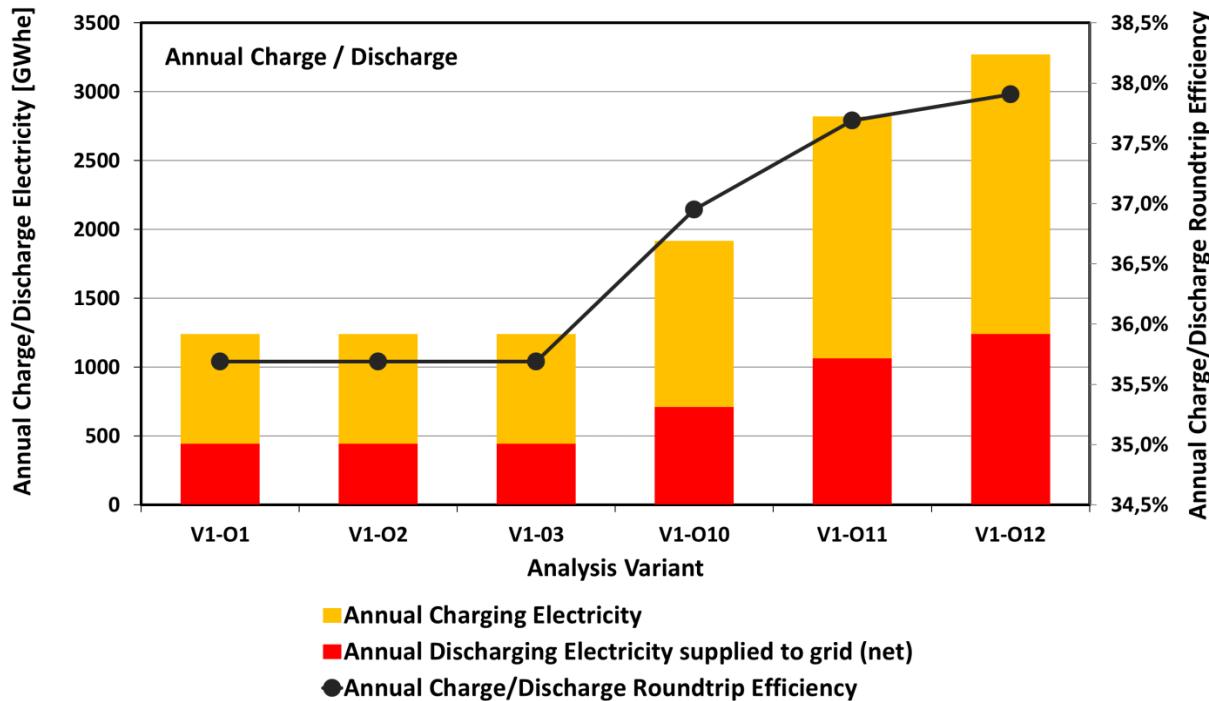


Figura 5: Eficiencia de carga y descarga anual - Eficiencia de carga y descarga anual para las variantes de análisis.

Las cantidades anuales de carga y descarga de energía netas resultantes, junto con las correspondientes eficiencias anuales de carga y descarga se ilustran en la Figura 5. En ella se muestra que las mayores eficiencias anuales de carga y descarga se obtienen con la mayor duración de descarga de 14 horas y la correspondiente duración de carga de 10 horas (Variante de análisis V1-O12).

2.2.2. Supuestos de costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX)

Para este estudio los parámetros económicos específicos (costos de inversión y operación) fueron tomados del Informe "Planificación Energética de Largo Plazo" - PELP. Los parámetros clave de financiación y costos se enumeran en el Tabla 2 y la Tabla 3. Con la capacidad del generador de vapor con sales fundidas y costo de inversión constante para todas las variantes de análisis.

Para el análisis de los casos variantes V1-O1, V1-O2 y V1-O3, la duración de la descarga de almacenamiento se mantiene constante en 5 horas mientras que la duración de la carga varía entre 5, 10 y 19 horas. Esto mantiene la capacidad de almacenamiento de sales fundidas constante en 5 horas equivalentes de carga completa que requieren 3,33 GWhe de capacidad térmica, mientras que la capacidad de los calentadores eléctricos de sal varía entre 680, 340 y 179 MWe. La Figura 6 mues-

tra el costo de inversión total resultante (CAPEX) para las variantes de horas de descarga V1-O1, V1-O2 y V1-O3, que oscilan entre unos 200 y 250 millones de dólares.

En las variantes de análisis V1-O10, V1-O11 y V1-O12 la duración de la descarga a plena carga varía entre 8, 12 y 14 horas respectivamente - variando la capacidad de almacenamiento de horas a plena carga y la correspondiente capacidad térmica para que sea de 5,15, 7,57 y 8,79 GWht, respectivamente. La duración de la carga varía de 11 horas para las variantes de análisis V1-O10 y V1-O11, y de 10 horas para V1-O12. En correspondencia con la variación de la capacidad de almacenamiento y la duración de la carga, la capacidad de los calentadores eléctricos de sal se convierte en 478 MWe para las variantes V1-O10, 703 MWe para V1-O11 y 897 MWe para V1-O12. La Figura 6 muestra el costo de inversión total resultante (CAPEX) para las variantes de 8, 12 y 14 horas de descarga a plena carga V1-O10, V1-O11 y V1-O12, las cuales oscilan entre unos 300, 400 y 450 millones de dólares.

Costo de inversión específico	unidad	valor
Calentador eléctrico	[\$/kW _{el}]	100
Sistema de almacenamiento	[\$/kWh _{th}]	23
Sal solar	[\$/t]	incl. en el almacenamiento
Sistema HTF		
...bombas de sal caliente y fría	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
...sistema de tuberías HTF	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
...sistema de rastreo de calor	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
Generador de vapor de sales fundidas	[\$/kW _{th}]	90
Bloque de potencia incluyendo BOP (unidad existente)	[\$/kW _{th}]	0
Costo de integración al PB existente	[\$/kW _{th}]	10
Costo de modificación de la conexión a la red¹	[\$/kW _{el}]	0
Total de recargos (ingeniería, riesgo, gestión)	[%] de DC	30
O&M específicos		
O&M, incluido el seguro	% de DC/y	3
El costo del combustible²	[\$/MWh]	No se usa
El costo de la electricidad para la carga³	[\$/MWhel]	20

Tabla 2: Costo de inversión específico asumido (CAPEX) para la reconversión de la primera central a carbón chilena existente de 250 MWe con tecnología de almacenamiento con sales fundidas de última generación.

¹ Para este estudio se asume que no es necesaria ninguna modificación de la conexión a la red.

² Para este estudio, la central no funciona con combustible fósil, por lo que no se especifica el costo del combustible.

³ Para este estudio se definió que la energía de carga desde la red es constante a 20 \$/MWh_{el}, sin considerar el origen de esta. Sin embargo, muy probablemente la fuente sería una central de energía fotovoltaica.

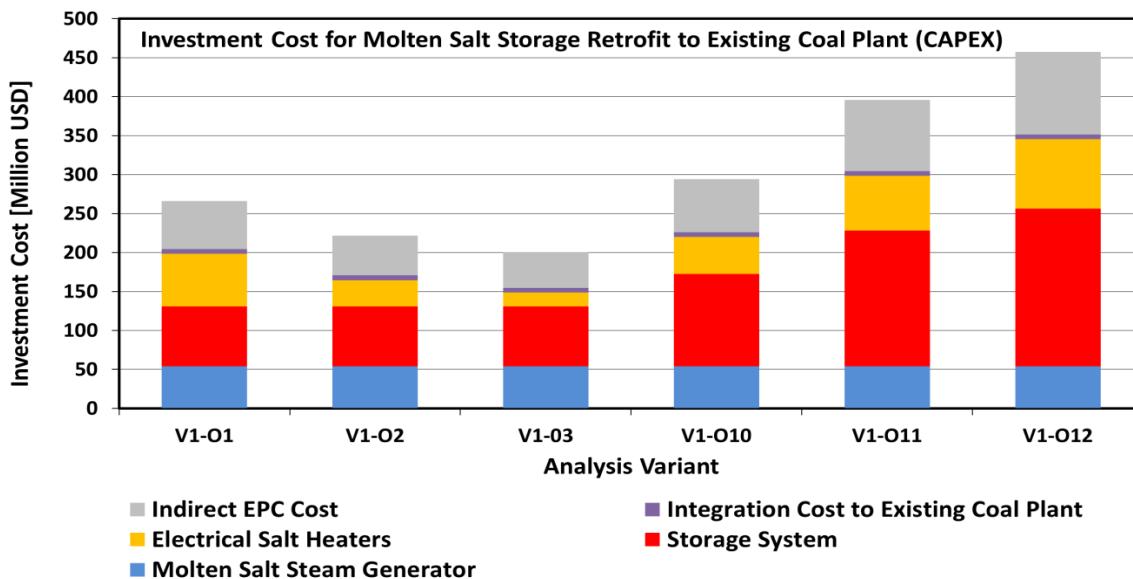


Figura 6: Estimación del costo total de inversión (CAPEX) para la reconversión una central a carbón chilena a un sistema de almacenamiento con sales fundidas con calentadores de resistencia eléctrica y generador de vapor, para las variantes de análisis.

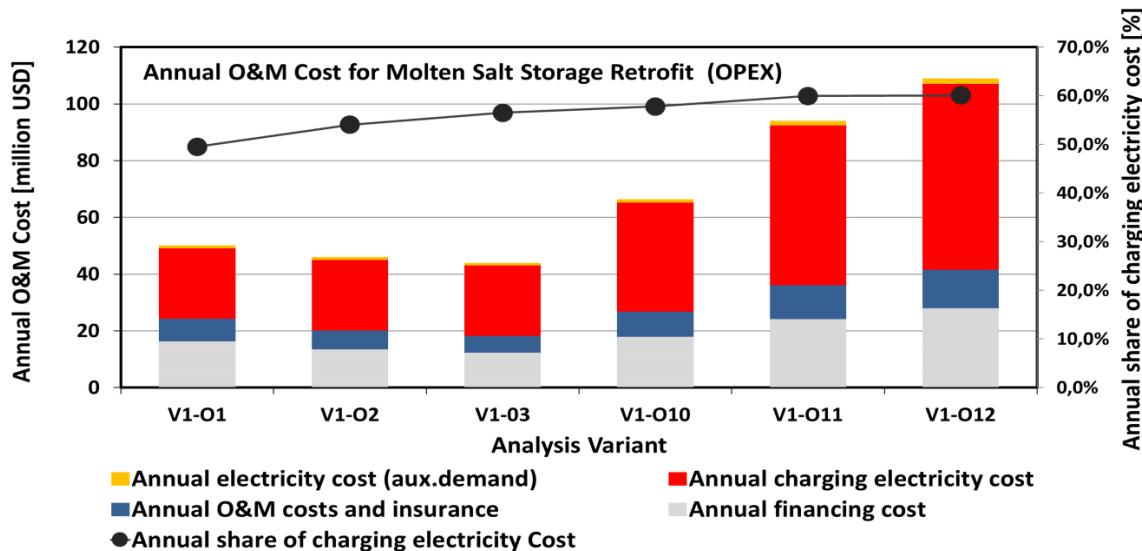


Figura 7: Estimación del costo anual de operación (OPEX) para la reconversión una central a carbón chilena a un sistema de almacenamiento con sales fundidas con calentadores de resistencia eléctrica y generador de vapor, para las variantes de análisis.

Para el cálculo del costo anual de la operación que se muestra en la Figura 7 se han supuesto los siguientes costos preliminares simplificados:

- Costo constante de la carga de energía de 20 USD/MWhe (esto puede reducirse en el futuro con la consideración de grandes sistemas fotovoltaicos especialmente dedicados al almacenamiento).
- Costo anual de O&M incluyendo el seguro estimado en un 3% anual del respectivo CAPEX (esto debe ser verificado contra las ofertas reales de servicios de O&M).

- El costo de financiación determinado por el análisis simplificado del costo nivelado de la electricidad basado en una financiación del 100% a lo largo de un período de deuda de 35 años con un tipo de descuento real constante del 5%, como se resume en el Tabla 3 (se validará frente a las ofertas reales de financiación de proyectos)

La Figura 7 muestra que la parte del costo de energía de carga en el total anual de O&M aumenta con las horas de descarga a plena carga, desde un 50% con una duración de descarga de 5 horas hasta un 60% con una duración de descarga de 12-14 horas.

2.2.3. Costo nivelado de descarga de electricidad

El principal punto de referencia utilizado aquí para clasificar las diversas variantes de análisis es su costo nivelado de electricidad (LCOE). En esta clasificación no se tiene en cuenta otros parámetros económicos, como los impuestos, los conceptos de financiación de proyectos, etc. Los supuestos de financiación para este análisis de clasificación se resumen en la Tabla 3.

Datos financieros para el LCOE	unidad	valor
Período de deuda	Años	35
Tasa de descuento	%	5,0
Anualidad	%	6,11

Tabla 3: Supuestos de financiación para calcular el costo nivelado de descarga de electricidad

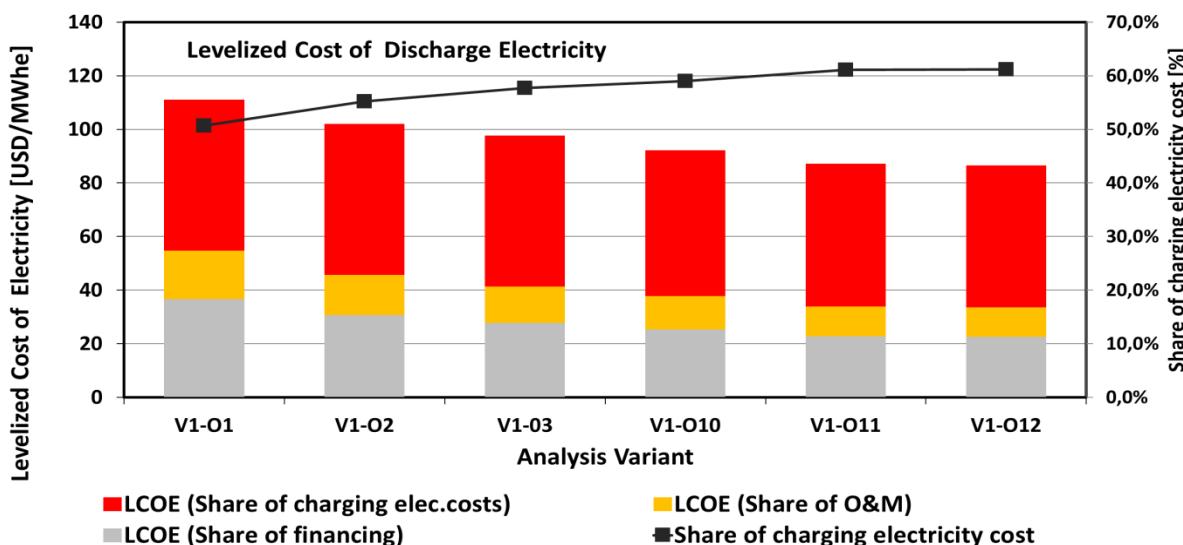


Figura 8: Costo nivelado de descarga de electricidad para la reconversión una central a carbón chilena a un sistema de almacenamiento con sales fundidas con calentadores de resistencia eléctrica y generador de vapor, para las variantes de análisis.

La Figura 8 muestra la clasificación resultante de dicho análisis del costo nivelado de descarga de electricidad para las diversas variantes de análisis de la central a carbón chilena convertida en una central de almacenamiento térmico y la proporción porcentual de carga en dicho LCOE. Para la duración de la descarga de 5 horas de carga completa, el LCOE está en el rango de 100-110 USD/MWhe, mientras que para las duraciones de descarga más largas el LCOE cae muy por debajo de 100 USD/MWhe, disminuyendo a 92,2 USD/MWhe para las 8 horas (V1-O10), 87,2 USD/MWhe para las 12 horas (V1-O11) y 86,5 USD/MWhe para la duración de la descarga de 14 horas (V1-O12).

3. Plantas de almacenamiento térmico para cubrir la futura carga residual de Chile

Un desafío clave de la transformación del sector eléctrico chileno de la generación basada en combustibles fósiles a energías renovables es la curva de carga residual, que es básicamente el resultado de restar la generación de energía renovable variable de la curva de demanda de energía. Esta curva de carga residual puede variar enormemente a lo largo del tiempo entre un máximo, cuando no se dispone de energías renovables, y cero cuando hay un exceso de energías renovables. Hasta ahora las centrales térmicas fósiles han sido en Chile la principal opción para cubrir de forma segura la curva de carga residual: en 2019, el 53 % de la energía eléctrica requerida fue generada a partir de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el gasóleo(1).

Si bien las centrales térmicas seguirán siendo necesarias en el futuro para garantizar la seguridad del suministro y la cobertura de las puntas de demanda residual, es necesario que se adapten a los desafíos futuros:

- Las crecientes limitaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- La caída de los costos de la generación solar y eólica.
- La reducción de las horas de operación requeridas con la evolución de la futura curva de carga residual.
- La caída de precios.

Para hacer frente a estos desafíos de la transición energética, el sistema eléctrico chileno necesitará en el futuro centrales térmicas flexibles que sean capaces de:

- Entregar capacidad de potencia garantizada (capacidad firme) en cualquier momento,
- seguir con flexibilidad las rampas de subida y bajada de la curva de carga residual,
- minimizar las emisiones de GEI mediante el uso máximo de fuentes de energía renovable,
- ser económicamente factible y financiable.

Las Plantas de Almacenamiento Térmico propuestas son un concepto innovador de planta de energía térmica que podría convertirse en la clave de una rápida transición hacia el suministro de electricidad renovable en todo el mundo, ya que resuelve los desafíos relacionados con la curva de carga residual (14). La configuración de las TSP utilizada para el análisis de la transición energética a largo plazo del sector eléctrico chileno se presenta en la Figura 9 y consta de los siguientes elementos:

1. Ciclo de vapor (Rankine) de una planta de carbón existente que incluye una turbina de vapor, un condensador, una bomba de alimentación y un generador de vapor para el suministro de carga intermedia y base, con una duración típica de 4000 y más horas de carga completa al año. La caldera de carbón original puede utilizarse parcialmente con carbón sólido o, cuando sea posible, con biomasa como reserva durante un período de transición hasta que se sustituya por una caldera de reserva alimentada con gas o la caldera de recuperación de calor residual de la turbina de gas de punta.
2. Reversión opcional con el ciclo de turbina de gas (Brayton) con turbina de gas, compresor y cámara de combustión utilizada para cubrir las puntas de demanda residual a corto plazo - en la parte superior del ciclo de Rankine - con 1000 o menos horas de carga completa por año. Su calor de escape puede recuperarse en una caldera de recuperación de calor residual para generar vapor para la turbina existente.

3. Reconversión del sistema de almacenamiento de energía térmica consistente en tanques de frío y calor para sales fundidas como los utilizados en las plantas CSP. En la carga, la sal fundida es bombeada desde los tanques fríos a través de los calentadores de sal a los tanques calientes, elevando su temperatura de 280°C en los tanques fríos a 565°C en los tanques calientes. En la descarga, la sal fundida es bombeada desde los tanques calientes a través de los generadores de vapor, donde su calor se utiliza para generar, sobreelentar y recalentar el vapor de la turbina. La sal fundida enfriada regresa de los generadores de vapor a los tanques fríos. Los calentadores eléctricos de sal son alimentados por generadores fotovoltaicos a gran escala conectados directamente a la central térmica o interconectados a la red para cargar diariamente el almacenamiento con sal fundida.

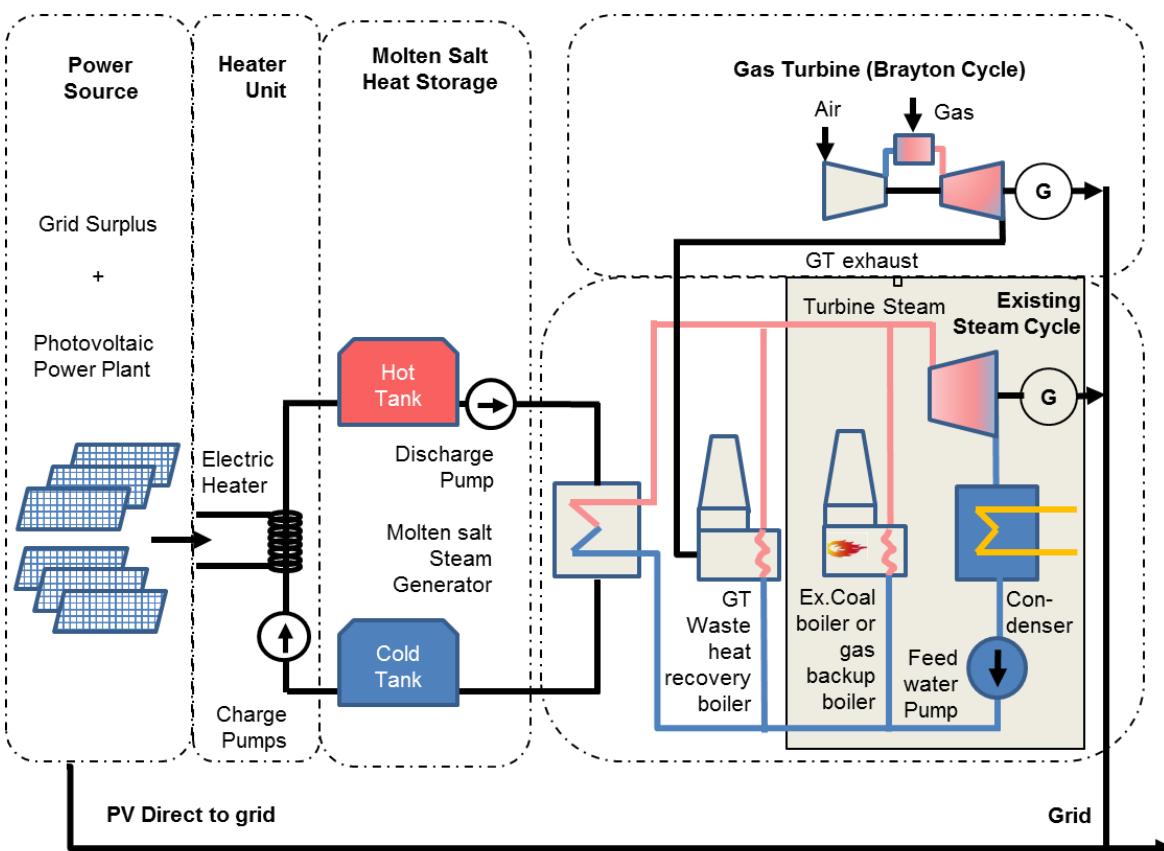


Figura 9: Configuración de la planta de almacenamiento térmico para el análisis del impacto, beneficio y costo del uso generalizado de las plantas de almacenamiento térmico en la transición energética a largo plazo del sector eléctrico chileno de acuerdo con la PELP.

Los TSP tienen diferentes modos de operación para cubrir los transitorios de la demanda residual dinámica:

1. Parte de la generación de las centrales fotovoltaicas se inyecta directamente en la red, mientras que el excedente alimenta al calentador eléctrico de sal del TSP, se convierte en calor y se almacena en el tanque caliente. Durante la carga, el ciclo de vapor puede estar en funcionamiento o en espera.

2. Si la energía directa de la planta fotovoltaica no es suficiente para cubrir la demanda, la turbina de vapor se pone en marcha, en primer lugar, alimentada por el almacenamiento de calor.
3. Si la energía contenida en el almacenamiento de calor cae a un nivel crítico, se utiliza la co-combustión de reserva de biomasa sólida (si es posible), carbón o gas para asegurar la potencia firme.
4. Si la demanda excede la capacidad máxima de la turbina de vapor, se añade una turbina de gas de punta alimentada con gas natural, biogás o gas natural sintético; y su calor de escape se utiliza para generar más vapor para la turbina.

Debido al uso de combustibles, se puede garantizar en todo momento la máxima capacidad de la central eléctrica (turbina de vapor más turbina de gas) y el suministro se puede adaptar con flexibilidad a cualquier situación de demanda. Al mismo tiempo, se ahorran cantidades importantes de biomasa, biogás o gas natural por la energía fotovoltaica, ya sea inyectada directamente en la red o almacenada en el depósito de calor y entregada posteriormente.

El suministro de carga base existente de las centrales eléctricas de ciclo de vapor a carbón o de ciclo combinado (5.000-7.000 h/a) es sustituido posteriormente por el suministro de carga media interrumpido (3.000-4.000 h/a) alternando con el suministro directo de renovables variables como la energía fotovoltaica.

En el curso de la transición del sector eléctrico chileno hacia las energías renovables, todo tipo de centrales térmicas convencionales como los ciclos de vapor a carbón, las turbinas de gas de ciclo combinado, las plantas de biomasa de pellets de madera o las plantas de biogás pueden ser sustituidas o modificadas para convertirse en plantas de almacenamiento térmico de gran flexibilidad, en particular si las antiguas centrales eléctricas convencionales ya no son competitivas o no son lo suficientemente flexibles para hacer frente a los nuevos requisitos de la curva de carga residual. En algunos casos, las centrales eléctricas convencionales pueden modificarse y transformarse en Plantas de Almacenamiento Térmico mediante la introducción de un sistema térmico para lograr una mayor flexibilidad, en lugar de ser desmanteladas.

Las plantas de almacenamiento pueden incluir turbinas de gas de punta durante unas pocas horas de funcionamiento con una demanda residual máxima que no puede ser cubierta económicamente por los ciclos de vapor. Si se conectan al ciclo de vapor, su calor residual puede recuperarse, lo que conduce a una alta eficiencia durante el suministro de carga máxima. En este caso, las turbinas de gas de punta tendrán una eficiencia similar a la de las centrales de ciclo combinado. Esta opción ha sido evaluada en el Escenario A-SP. No obstante, los ciclos de vapor también pueden funcionar como plantas de almacenamiento sin turbinas de gas.

3.1. Plantas de almacenamiento térmico para el escenario A de la PELP

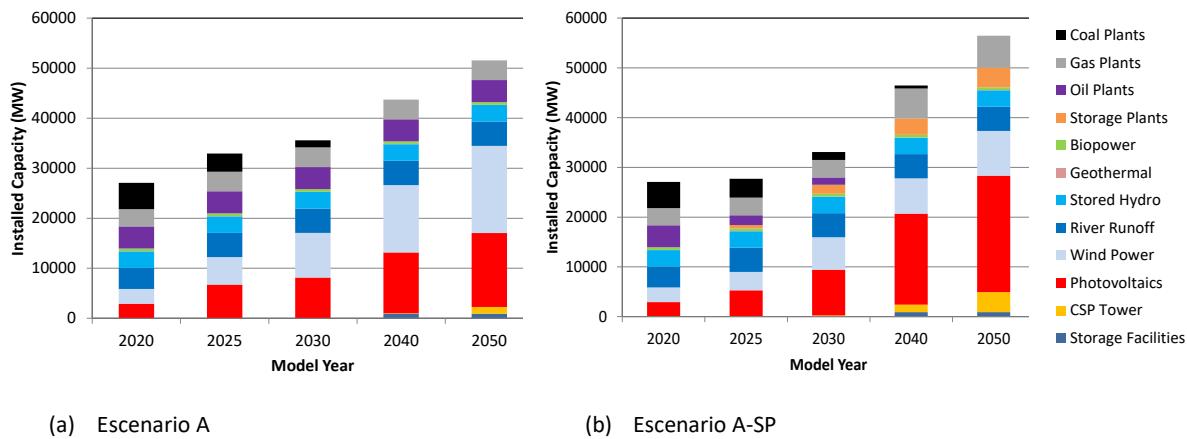


Figura 10: Evolución de la capacidad instalada según (a) el Escenario A de la "Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)" (15) y (b) el Escenario alternativo A-SP con plantas de concentración solar y plantas de almacenamiento térmico

El escenario A de la PELP prevé un aumento del consumo eléctrico anual de Chile de un total de 78,7 TWh/a en el año 2020 y a unos 130 TWh/a en 2050. Como primera estimación, se asumió que la demanda máxima aumentaría proporcionalmente, de unos 11,6 GW en el año 2020 a 19,2 GW en 2050. Para cubrir este aumento del consumo, el Escenario A de la PELP considera un aumento significativo de la capacidad instalada de 27,1 GW en 2020 a 51,6 GW en 2050, añadiendo principalmente capacidades de energía eólica y fotovoltaica, mientras que las capacidades de las centrales eléctricas a carbón se desmantelan completamente después de 2030 (Figura 10 (a)). En este análisis se ha utilizado la herramienta de simulación del DLR ELCALC (16) para modelar el balance horario de la demanda y la oferta de energía eléctrica de Chile, y para identificar posibles excedentes y déficits que normalmente no se detectan cuando sólo se hace un balance eléctrico anual. Una curva de carga horaria del año 2019 fue proporcionada por GIZ para la modelación de series temporales (17). Los valores de carga horaria se escalan para cada año modelo, en proporción a la creciente demanda anual, mientras que el aspecto de la curva permanece constante. Se consideró el consumo bruto, incluida la demanda interna del sistema y las pérdidas de transmisión, con un 6% adicional a la demanda neta

Este análisis reveló algunas deficiencias del **Escenario A** relacionadas con un considerable excedente y *curtailment* de energía renovable por un lado, y una reducción crítica de la redundancia causada por el desmantelamiento de las centrales a carbón frente a una demanda en fuerte crecimiento.

Se desarrolló un **Escenario alternativo A-SP** que incluye plantas de concentración solar y plantas de almacenamiento térmico con mayor flexibilidad, combustible de reserva para la capacidad firme y uso del excedente de energía renovable en el almacenamiento de energía térmica. Este **Escenario alternativo A-SP** hace los siguientes cambios al Escenario A (Figura 10b):

1. Reducción de la capacidad de energía fotovoltaica y eólica en 2025 para reducir el *curtailment*.
2. Reducción de la capacidad de la energía eólica y aumento de la capacidad fotovoltaica en todos los demás años modelo, a fin de fomentar los ciclos regulares de almacenamiento de calor y de almacenamiento por bombeo.
3. Introducción y expansión de plantas de almacenamiento con turbinas de gas de punta y operación híbrida con gas natural en todos los años modelo. Las plantas de almacenamiento térmico se expanden significativamente en el escenario A-SP, lo que resulta en una capacidad instalada total más alta en 2050.

miento están configuradas con un calentador múltiple de 3,3 y una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 12 horas de funcionamiento a plena carga.

4. Introducción más temprana y expansión más fuerte de las centrales de Concentración Solar en operación híbrida con respaldo de gas natural, con un múltiple solar de 3 y 12 horas de capacidad de almacenamiento de energía térmica.
5. Posterior desmantelamiento o transformación de todas las centrales eléctricas convencionales, excepto las turbinas de gas de punta (que están conectadas a las plantas de almacenamiento). A largo plazo, los combustibles fósiles sólo se utilizan como respaldo en las plantas de almacenamiento y las plantas CSP.

En las dos últimas décadas el Escenario A-SP prevé la instalación de unos 5 GW más de capacidad que en el Escenario A original, y mantiene algunas centrales a carbón en funcionamiento en el año 2040. Por otro lado, las centrales costosas de petróleo y gas son desmanteladas completamente. Después del año 2040, toda la capacidad de las turbinas de gas está (opcionalmente) conectada a las plantas de almacenamiento.

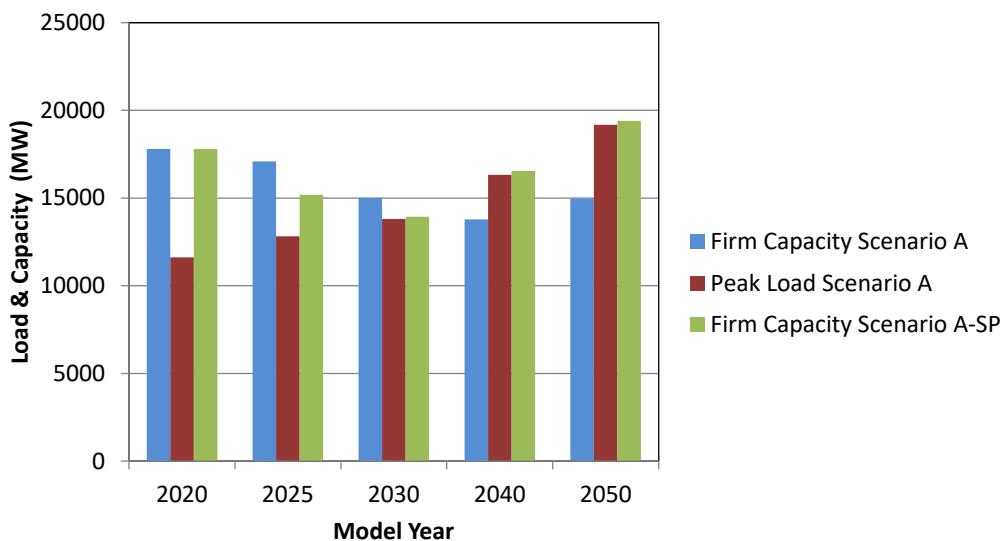
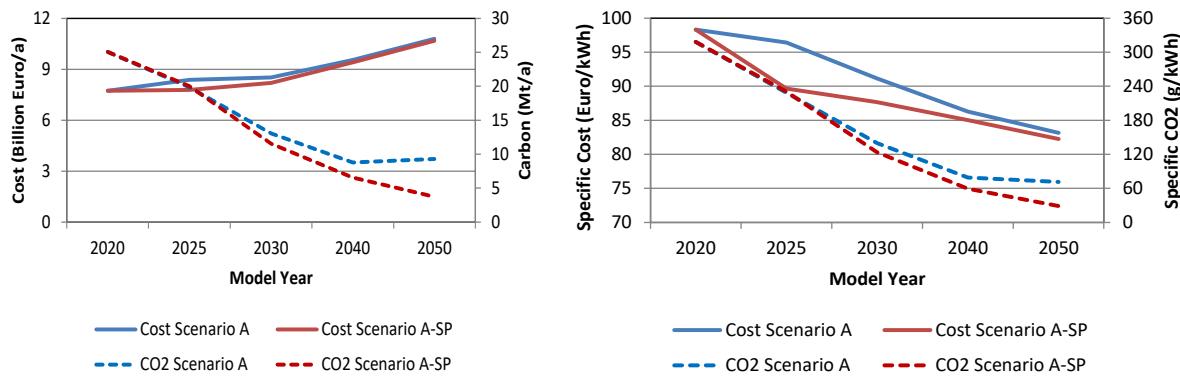


Figura 11: Capacidad de potencia firme frente a carga máxima en los Escenarios A y A-SP. La redundancia no está asegurada en el Escenario A más allá de 2040; el Escenario A-SP asegura tal capacidad firme para las cargas máximas.

La Figura 11 muestra el desarrollo de la carga máxima anual según el modelo de ECALC para los Escenarios A y A-SP. De acuerdo con ECALC, el calendario de desmantelamiento de la capacidad de generación térmica basada en combustibles fósiles previsto en el Escenario A puede dar lugar a una falta de capacidad de reserva y huecos en el suministro de energía a partir de 2040.

Esta situación se ha evitado en el Escenario A-SP mediante una fuerte expansión de la capacidad de las plantas de almacenamiento térmico (4 GW) y también de las plantas de Concentración Solar (4 GW) hasta el 2050, ambas con respaldo de gas natural para una capacidad firme, mostrando muchas ventajas pero ningún inconveniente en comparación con el Escenario A. Podría ser una buena estrategia convertir las centrales eléctricas convencionales en plantas de almacenamiento térmico en la medida de lo posible y añadir una importante capacidad de energía solar térmica para hacer frente a la creciente demanda.



a. Costo total anual de la generación de energía en Chile frente a las emisiones de carbono totales anuales

b. Costo específico de la energía frente a sus emisiones de carbono específicas por kWh

Figura 12: Costo de generación y emisiones de carbono en Chile para el Escenario A y el Escenario alternativo A-SP que incluye plantas de almacenamiento y plantas de concentración solar.

La Figura 12a muestra la evolución del costo total de generación anual (B euros/a) y de las emisiones de CO2 (Mt/a) del sistema eléctrico chileno bajo los supuestos de alto crecimiento del Escenario A y revela un estancamiento de las reducciones de las emisiones de carbono en la última década que se debe a que la demanda crece más rápidamente que las cuotas renovables. También hay un fuerte aumento de la generación anual debido a la creciente demanda. Sin embargo, si se consideran el costo específico y las emisiones por unidad la energía consumida neta en euros/MWh y g/kWh en la Figura 12b, tanto la hipótesis A como la A-SP revelan valores en constante disminución tanto del costo específico de la electricidad como de las emisiones específicas por kWh generado.

3.2. Plantas de almacenamiento térmico para el Escenario E de la PELP

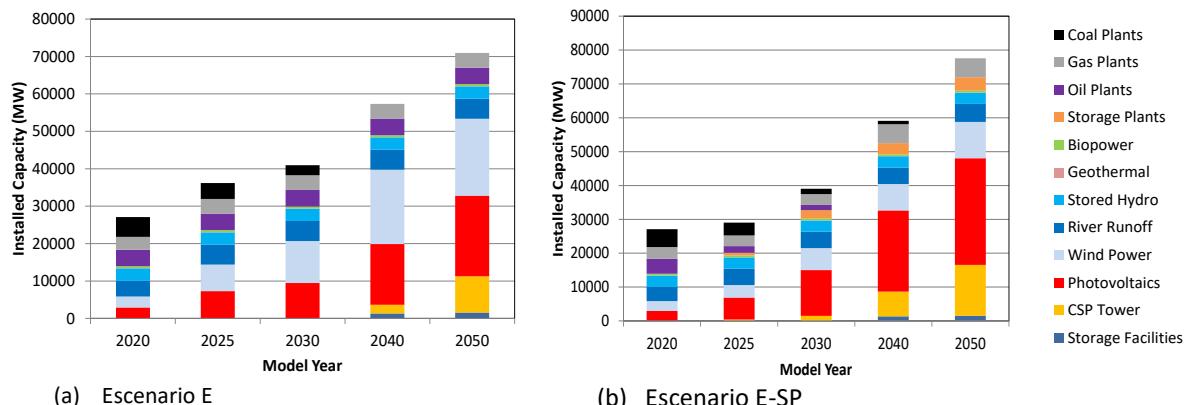


Figura 13: Desarrollo de la capacidad instalada según (a) el Escenario E de la "Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)"(15) y (b) el Escenario E-SP alternativo con plantas concentración solar y plantas de almacenamiento térmico.

Según los supuestos relacionados con el Escenario E tras la PELP, el consumo anual de electricidad puede aumentar de un total de 78,7 TWh/a en el año 2020 a unos 200 TWh/a en 2050. Se supuso que la carga máxima aumentará proporcionalmente, de unos 11,6 GW en el año 2020 a 29,3 GW en 2050. A fin de cubrir la creciente demanda de electricidad principalmente con energía renovable, el Escenario E de la PELP considera un aumento significativo de la capacidad instalada de 27,1 GW en 2020 a 71 GW en 2050, añadiendo principalmente capacidades de energía eólica, fotovoltaica y de concentración solar, mientras que las capacidades de las centrales eléctricas a carbón se

desmantelan completamente después de 2030 (Figura 13a). Al igual que en la sección 3.1 del análisis del Escenario A, los valores de carga horaria de 2019 se escalan para cada año modelo en proporción a la creciente demanda anual, mientras que el aspecto de la curva permanece constante. El consumo bruto, incluyendo la demanda interna del sistema y las pérdidas de transmisión, también se consideró con un 6% adicional a la demanda neta.

Para reproducir el Escenario E de la PELP mediante la modelización de series temporales horarias con ELCALC, se implementaron las capacidades instaladas según la Figura 13a para cada categoría de planta y año modelo. La producción de electricidad de la energía eólica y la fotovoltaica se calculó a partir de series temporales horarias derivadas de herramientas de evaluación de recursos de energías renovables globales como ENDAT (18) y Meteonorm (19), escalando la producción de electricidad a las capacidades instaladas dadas por cada escenario. Para la energía fotovoltaica se asumió una combinación 50:50 de tecnología fija y de seguimiento en dos ejes, con la mayoría de paneles con seguimiento instalados en el norte de Chile. Para la energía eólica, la generación se calibró con los factores de capacidad medios de la energía eólica en Chile, supuestos en Escenario E.

También el Escenario E conduce a un aumento significativo de las cuotas de energía renovable y a una disminución conexa de las emisiones de carbono pero, por otra parte, la capacidad firme se reduce de manera crítica mientras que la demanda de carga máxima aumenta fuertemente, lo que puede conducir a una pérdida de la seguridad de suministro del sistema. En 2020 la capacidad firme de las centrales térmicas e hidroeléctricas es mucho mayor que la carga máxima, pero en el curso de la transformación del sistema del Escenario E, esta relación cambia después de 2030 a una situación en la que la carga máxima es mayor que la capacidad firme, lo que aumenta el riesgo de falla del sistema.

Se desarrolló un **Escenario alternativo E-SP** que incluye plantas de concentración solar y plantas de almacenamiento térmico con mayor flexibilidad, combustible de respaldo para la capacidad firme y haciendo uso del excedente de energía renovable en el almacenamiento de energía térmica con los siguientes cambios (Figura 13b):

1. Reducción de la capacidad de energía fotovoltaica y eólica en 2025 para reducir el *curtailment*.
2. Reducción de la capacidad de la energía eólica y aumento de la capacidad fotovoltaica en todos los demás años modelo a fin de fomentar ciclos regulares de carga y descarga para el almacenamiento térmico y el almacenamiento por bombeo.
3. Introducción y expansión de plantas de almacenamiento con turbinas de gas de punta y operación híbrida con gas natural en todos los años modelo. Las plantas de almacenamiento están configuradas con un calentador múltiple de 3,3 y una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 12 horas de funcionamiento a plena carga.
4. Introducción más temprana y expansión más fuerte de las centrales de concentración solar con operación híbrida con respaldo de gas natural con un múltiplo solar de 3,5 y 12 horas de capacidad.
5. Posterior desmantelamiento o transformación de todas las centrales eléctricas convencionales en centrales de almacenamiento térmico, excepto las turbinas de gas de punta. A largo plazo, los combustibles fósiles (principalmente el GNL) sólo se utilizan como respaldo en las plantas de almacenamiento, las plantas CSP y para las turbinas de gas de punta.

En las últimas décadas se han instalado unos 7 GW más de capacidad en E-SP que en el Escenario E original, y algunas plantas de carbón siguen funcionando en 2040. Por otro lado, las centrales costosas de petróleo y gas se desmantelan completamente. Después de 2040 toda la capacidad de las turbinas de gas puede conectarse opcionalmente a las plantas de almacenamiento para la recuperación del calor residual. Sin embargo, la utilización de las turbinas de gas es muy baja, se utilizan principalmente como capacidad de reserva para emergencias sólo por pocas horas al año.

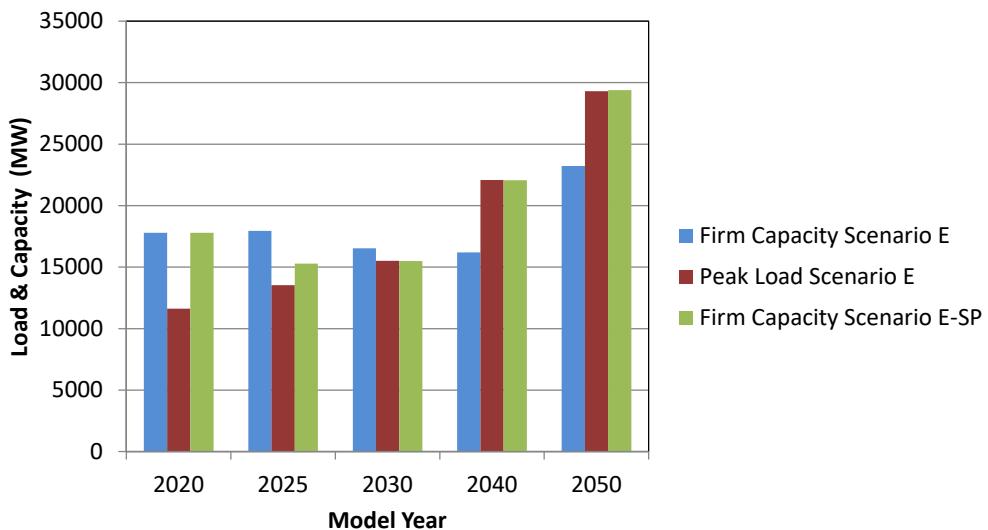
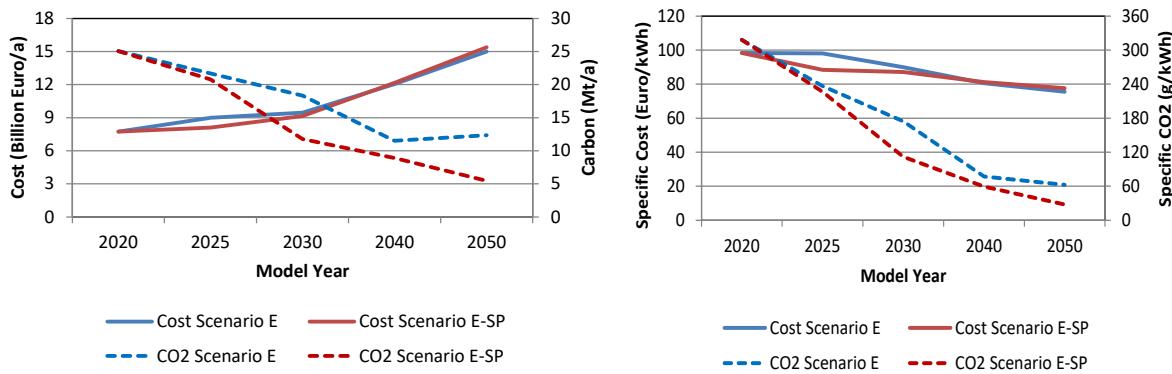


Figura 14: Capacidad de potencia firme frente a la carga máxima en los escenarios E y E-SP. La redundancia no está asegurada en el Escenario E más allá de 2040; el Escenario E-SP asegura tal capacidad firme para las cargas máximas.

La Figura 14 muestra la evolución de la carga máxima anual según el modelo ECALC para los Escenarios E y E-SP. Según ECALC, el programa de desmantelamiento de la capacidad de generación térmica basada en combustibles fósiles previsto en el Escenario E, puede conducir a una falta de capacidad de reserva y a huecos en el suministro de electricidad a partir de 2040. La capacidad de energía firme en el Escenario E-SP se mantiene suficientemente alta en toda la trayectoria de transformación y no hay riesgo de déficit de capacidad en ningún año modelo.

La rápida reducción de los combustibles fósiles, especialmente mediante la rápida introducción de las centrales térmicas solares, permite un funcionamiento más prolongado de unas pocas centrales de carbón hasta 2040 sin causar mayores emisiones de carbono. A largo plazo sólo se utiliza gas natural en las turbinas de gas, en la CSP y en las plantas de almacenamiento. El consumo de gas no aumenta durante este camino de transformación. El consumo de biomasa se reduce ligeramente.



a. Costo total anual de la generación de energía en Chile frente a las emisiones de carbono totales anuales.

b. Costo específico de la electricidad frente a sus emisiones de carbono específicas por kWh.

Figura 15: Costo de generación y emisiones de carbono en Chile para el Escenario E y el Escenario alternativo E-SP que incluye Plantas de Almacenamiento y Plantas de Concentración Solar

Figura 15a muestra la evolución del costo total de generación anual (B euros/a) y de las emisiones de CO2 (Mt/a) del sistema eléctrico chileno bajo los supuestos de alto crecimiento del Escenario E y revela un estancamiento de las reducciones de las emisiones de carbono en la última década que se debe a que la demanda crece más rápidamente que las cuotas renovables. También hay un fuerte aumento de la generación anual debido a la creciente demanda. Sin embargo, si se consideran el costo específico y las emisiones por unidad de energía neta consumida en euros/MWh y g/kWh en la Figura 15b, tanto el Escenario E como la E-SP revelan valores en constante disminución tanto del costo específico de la electricidad como de las emisiones específicas por kWh generado. Ya en el corto, mediano y largo plazo, la producción de electricidad por fuentes renovables en Chile es más barata que la generación convencional basada en combustibles fósiles.

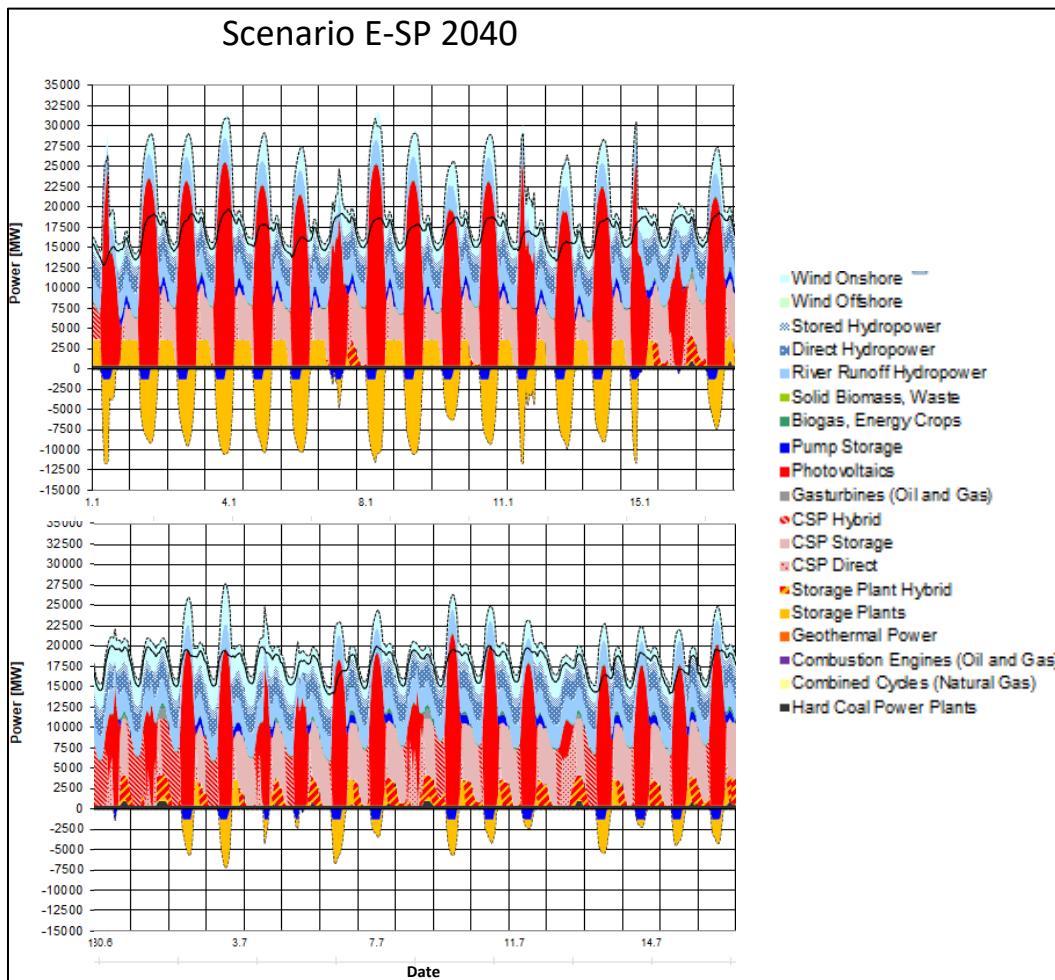


Figura 16: Serie temporal horaria de consumo y producción de electricidad para el año modelo 2040 del Escenario E-SP. Los valores negativos indican la energía almacenada, los valores positivos indican la generación y la demanda neta (línea negra continua). Línea discontinua: consumo bruto, incluida la energía almacenada. La producción que supera la línea discontinua indica un excedente reducido. Arriba: período de alta radiación solar en enero. Abajo: período de baja radiación solar en julio.

La Figura 16 muestra la generación horaria desglosada durante dos semanas en verano (enero) y en invierno (julio) para el escenario E-SP. La demanda se está cubriendo totalmente con plantas de almacenamiento térmico cargadas con capacidad fotovoltaica ampliada, y una gran parte de la capacidad de las plantas de concentración solar (7,3 GW de CSP para 2040). Las plantas de CSP pueden llenar fácilmente los huecos a través de su almacenamiento térmico y mediante la co-combustión con gas natural (o alternativamente biomasa).

Esta medida de co-combustión resuelve perfectamente el problema a un costo particularmente bajo y cumpliendo plenamente con las necesidades de redundancia del sistema en lo que respecta a la capacidad de potencia firme, como se ha discutido anteriormente. Al mismo tiempo, esta medida evita el aumento del consumo de gas natural que de otro modo sería necesario en vista del fuerte crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, el desmantelamiento de las centrales a carbón de Chile (o mejor aún, su reconversión a plantas de almacenamiento térmico).

4. Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos

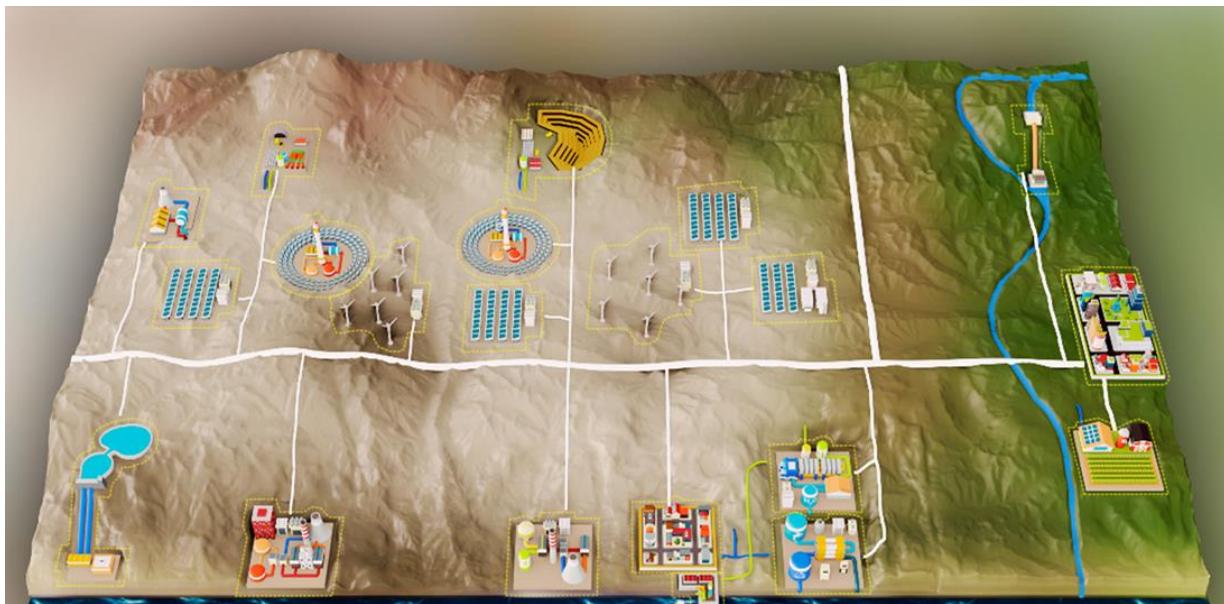


Figura 17: Modelo de futuras plantas de energía solar térmica de concentración, fotovoltaica, eólica, de biomasa, hidráulica, de carbón convertido en almacenamiento y de gas de ciclo combinado para cubrir la demanda de energía de Chile (<https://4echile.cl/maqueta/>)

En la sección 2 se determinó el rendimiento y el costo de la adaptación de la tecnología de almacenamiento de sales fundidas de última generación a una central a carbón chilena existente de 250MWe (neto). Se obtuvieron las mejores eficiencias anuales de ida y vuelta en torno al 38% y el menor costo nivelado de descarga por debajo de 90 USD/MWhe para períodos de descarga de larga duración de 12-14 horas. Con esta conversión, las centrales a carbón existentes pueden descarbonizarse completamente conservando la mayor parte de sus puestos de trabajo en la central.

En la sección 3 de este estudio se demostró, tanto para los escenarios de la PELP, A y E, que con la adición de más plantas de CSP con almacenamiento y la conversión de centrales a carbón existentes en plantas de almacenamiento térmico, la creciente carga máxima en Chile puede cubrirse con fuentes renovables y mantener la seguridad de suministro de Chile, al tiempo que se reducen significativamente las emisiones de carbono y se reduce el costo nivelado de electricidad con fuentes renovables. Los diversos elementos de ese futuro parque eléctrico en Chile se ilustran en el modelo de la Figura 17.

Como próximos pasos, se recomienda realizar un estudio de ingeniería detallado de la propuesta de reconversión del almacenamiento con sales fundidas, con calentadores eléctricos de sal y generadores de vapor con sales fundidas en una central a carbón existente, a fin de obtener ofertas comerciales y explorar los fondos y las opciones de financiación de dicha medida. En paralelo, se debería revisar la regulación del mercado eléctrico chileno y adaptar sus mecanismos de remuneración competitiva para incentivar la energía de almacenamiento bancable y/o capacidad de arreglos de largo plazo, tales como la descarbonización y la conversión de las actuales centrales a carbón en centrales de almacenamiento térmico. Para que dicha conversión sea competitiva y económica, la duración de descarga permitida debería ampliarse de 5 horas a 14 horas de carga completa por día, sin eliminar el respectivo pago por capacidad de la planta.

5. Referencias

- (1) Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía - Gobierno de Chile: Anuario Estadístico de Energía 2019; <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2020/05-mayo/cne-lanza-anuario-estadistico-de-energia-2019-con-los-datos-mas-relevantes-del-sector/>
- (2) Gobierno de Chile, Ministerio de Energía: https: Planificación Energética de Largo Plazo – Proceso; 2019; <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso>
- (3) SolarPACES: How CSP's Thermal Energy Storage Works; <https://www.solarpaces.org/how-csp-thermal-energy-storage-works/>
- (4) Rebecca I. Dunn et al.: Molten-Salt Power Towers: Newly Commercial Concentrating Solar Storage; Proceedings of the IEEE (Volume: 100 , Issue: 2 , Feb. 2012; <https://ieeexplore.ieee.org/document/6035949>
- (5) SQM: Thermo-solar Salts;; <https://www.sqm.com/wp-content/uploads/2018/05/Solar-salts-Book-eng.pdf>
- (6) Christoph-Peter Bartsch (RWE): Structural *change and plant repurposing in the Rhenish lignite mining area*; Presentación realizada en la sexta reunión del grupo de trabajo de la "Plataforma para las regiones carboníferas en transición" los días 16 y 17 de octubre de 2019; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5.3._master_coal_plant_repurposing.pdf
- (7) Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD; 7 de febrero de 2018; <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906>
- (8) Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“; Decisión de 26.01.2019; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile
- (9) Commission on Growth, Structural Change and Employment: Final Report January 2019: Informe final enero de 2019; publicado por el Ministerio Federal Alemán de Asuntos Económicos y Energía; <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/commission-on-growth-structural-change-and-employment.html> (Traducción al inglés)
- (10) P.Altmaier: „Startschuss für Förderung der Reallabore der Energiewende“; Comunicado de prensa del Ministerio Federal Alemán de Economía y Energía e 11 de febrero de 2019; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190211-altmaier-startschuss-fuer-foerderung-der-reallabore-der-energiewende.html>
- (11) P.Altmaier: „Altmaier verkündet Gewinner im Ideenwettbewerb ,Reallabore der Energiewende“; Comunicado de prensa del Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania, 18 de julio de 2019; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190718-altmaier-verkuendet-gewinner-im-ideenwettbewerb-reallabore-der-energiewende.html>

- (12) Deutscher Bundestag: Bundestag beschließt das Kohleausstiegsgesetz; July 3rd 2020;; 3 de julio de 2020; <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw27-de-kohleausstieg-701804>
- (13) Futureenergyweb: The Cerro Dominador solar complex completes the salt fusion milestone; 25 de mayo de 2020; <https://futureenergyweb.es/en/the-cerro-dominador-solar-complex-completes-the-salt-fusion-milestone/>
- (14) Trieb, F., Thess, A., Wege zur regenerativen Stromversorgung IV - Kraftwerke der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68th year (2018) Issue 12
- (15) Ministerio de Energía, Planificación Energética de Largo Plazo, Escenarios Eléctricos, Escenario A; <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-capacidad-y-generacion-electrica>
- (16) ELCALC - Tabellenkalkulation für nachhaltige Stromversorgung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, www.dlr.de/tt/EICALC
- (17) Curva de carga horaria para 2019 proporcionada por GIZ en 2020.02.04 como hoja de cálculo "9-8 Info PELP.xlsx", página "Net Demand 2019".
- (18) Stetter, D.: Enhancement of the REMix energy system model: global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation,, Disertación de la Universidad de Stuttgart (2014) <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/6872>
- (19) Meteonorm, base de datos meteorológicos mundiales, Meteotest Suiza, Versión 7.2, <https://meteonorm.com/>
- (20) EBSILON®Professional - The Planning Tool for the Power Plant Process; https://www.ebsilon.com/uploads/pics/Brochure_EBSILON_Simulation_Software_eng_01.pdf